

Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL

Em 02 de dezembro de 2021.

Processo nº: **48500.005030/2020-50**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S/A – ERO e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021 da Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S/A - ERO, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2021, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 002/2018 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A ERO, sediada na cidade de Porto Velho/RO, atende aproximadamente 675 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,7 bilhão.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	496.856	141.411	45,5%
Industrial	1.547	41.111	13,2%
Comercial	44.290	56.019	18,0%
Rural	126.717	34.846	11,2%
Iluminação Pública	168	12.504	4,0%
Poder Público	4.773	18.833	6,1%
Serviço Público	317	4.833	1,6%
Demais classes	165	1.025	0,3%
Total	674.833	310.582	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2021.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48581.001943/2021-00



Fls. 2 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.819, de 8 de dezembro de 2020, a revisão tarifária extraordinária da ERO representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no RTA de 2020 de -11,29%.

4. Em 23 de junho de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a Resolução Normativa nº 885/2020, que regulamentou o Decreto nº 10.350/2020, o qual criou a conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública (Conta-COVID) reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020; e dispôs sobre outras providências.

5. Em 14 de setembro de 2020, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF¹ e a Superintendência de Regulação de Mercado – SRM².

6. Em virtude da crise de saúde pública, a SGT não realizou reunião presencial com os representantes da ERO, de modo que os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, seu calendário referencial e demais interações foram realizadas mediante comunicação eletrônica, além de reunião por teleconferência realizada em 25 de novembro de 2021³.

7. O Memorando nº 184/2021-SRM/ANEEL⁴, de 16 de novembro de 2021, informou os contratos bilaterais de compra e venda de energia que a concessionária possui.

8. Em 5 de novembro de 2021, por meio da Nota Técnica nº 249/2021-SGT/SFF/ANEEL⁵, de 05 de novembro de 2021, que trata da “Avaliação do impacto da segregação dos ativos classificados como Ativos Imobilizados em Curso – AIC, na data-base utilizada como referência para o processo licitatório, constantes da Base de Remuneração Regulatória da Energisa Rondônia Distribuidora de Energia, nos termos da Lei nº 14.120/2021 e da Portaria MME nº 484/2021”, a SGT recomendou adequação da Parcela B da concessionária em função do pagamento, com recursos da RGR, dos ativos classificados como AIC. A deliberação sobre o assunto estava prevista para a 45ª RPO (processo correspondente, 48500.007035/2019-00) sendo transferida para a 46ª POR (item 15 no bloco da pauta) já com minuta de voto e ato disponibilizadas em 2/12/2021.

¹ Memorando nº 197/2020-SGT/ANEEL (SIC 48581.001521/2020-00).

² Memorando nº 199/2020-SGT/ANEEL (SIC 48581.001523/2020-00).

³ Notas de Reunião (SIC 48581.001918/2021-00).

⁴ Documento SIC nº 48580.000896/2021-00.

⁵ Documento SIC nº 48581.001771/2021-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 3 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

9. Em 17 de novembro de 2021, a SGT recebeu o Memorando nº 353/2021-SFF/ANEEL⁶, com os valores das receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos e das Outras Receitas, além das informações sobre validação dos pagamentos de itens da Parcela A e das Garantias Financeiras relativas à ERO.

10. Diante do cenário de intensa pressão tarifária em 2021, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados no tópico IV.6, referente a Componentes Financeiros e respectiva análise.

11. A ERO encaminhou mensagem eletrônica datada de 26 de abril de 2021, em resposta ao Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL⁷, na qual informa que acerca das receitas previstas no §3º do Art.70-A e no §7º do Art. 88 da REN 414/2010, o saldo contabilizado até a competência de dezembro/2020 é de R\$ 239.010,87 e R\$ 111.730,71.

12. Em 2 de dezembro de 2021, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores da ERO⁸ as planilhas de cálculo, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

13. Em 2 de dezembro de 2021, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF⁹, a ERO encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

14. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da ERO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 6,93%, sendo de 6,85%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,95%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

⁶ Documento SIC nº 48536.004090/2021-00.

⁷ Documento SIC nº 48581.000515/2021-00.

⁸ Documento SIC nº 48581.001942/2021-00.

⁹ Documento SIC nº 48581.001944/2021-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 4 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,85%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	6,95%
Efeito Médio AT+BT	6,93%

15. O efeito médio de 6,93% decorre:
- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcelas A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, para a formação da Receita Requerida;
 - (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
 - (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.
16. Conforme apresentado na Tabela 2, o efeito médio a ser percebido pelo consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) tem relação com os itens de custos que estão sofrendo variações.
17. Essa diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve, em especial: (i) a alteração dos custos de energia (TE), em especial a CVA Energia e o financeiro da previsão do Risco Hidrológico, que afetam os consumidores cativos, de Baixa Tensão; e (ii) a diminuição dos custos de rede básica e conexão, decorrente do reperfilamento dos custos de RBSE, que beneficia mais fortemente os consumidores livres.
18. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 4,41%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,91%, conforme a Tabela 3 seguinte:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E

Fls. 5 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.036.059.314	1.111.050.992	7,24%	4,41%	61,48%
Encargos Setoriais	145.416.249	253.375.537	74,24%	6,35%	14,02%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.326.375	2.434.480	4,65%	0,01%	0,13%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	69.912.692	69.888.824	-0,03%	0,00%	3,87%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TUSD)	-	57.284.733	0,00%	3,37%	3,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TE)	-	55.120.807	0,00%	3,24%	3,05%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	35.926.272	24.957.046	-30,53%	-0,65%	1,38%
PROINFA	22.511.218	29.123.785	29,37%	0,39%	1,61%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	14.739.692	14.565.861	-1,18%	-0,01%	0,81%
Custos de Transmissão	98.357.469	92.447.091	-6,01%	-0,35%	5,12%
Rede Básica	62.673.767	46.533.404	-25,75%	-0,95%	2,58%
Rede Básica Fronteira	21.850.182	29.756.914	36,19%	0,47%	1,65%
Rede Básica ONS (A2)	294.904	316.217	7,23%	0,00%	0,02%
Rede Básica Export. (A2)	11.585.746	12.409.373	7,11%	0,05%	0,69%
Conexão	1.952.870	3.431.184	75,70%	0,09%	0,19%
Custos de Aquisição de Energia	779.327.516	749.067.124	-3,88%	-1,78%	41,45%
Receitas Irrecuperáveis	12.958.080	1616123951%	24,72%	0,19%	0,89%
PARCELA B	663.559.784	696.048.795	4,90%	1,91%	38,52%
IRT	1.699.619.098	1.807.099.787	6,32%	6,32%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual			(148.992.525)	-8,77%	
CVA em processamento - Energia		178.067.097		10,48%	
CVA em processamento - Transporte		14.669.799		0,86%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		83.983.140		4,94%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(677.379)		-0,04%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		1.827.446		0,11%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		2.615.493		0,15%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		1.218.669		0,07%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		2.579.625		0,15%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(119.300.583)		-7,02%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		211.156		0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		53.631.103		3,16%	
Cálculo extraordinário de Bandeira Escassez Hídrica		(49.970.062)		-2,94%	
Reversão do Risco Hidrológico		(50.257.755)		-2,96%	
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Energia		(26.983.106)		-1,59%	
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento -Transporte		(17.634.551)		-1,04%	
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Encargos Setoriais		(18.098.765)		-1,06%	
Reversão Conta-Covid - Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(25.382.578)		-1,49%	
Reversão Conta-Covid - Neutralidade de Parcela A		(10.564.703)		-0,62%	
Reversão Conta-Covid - Sobrecontratação		(101.990.519)		-6,00%	
Reversão Conta Covid - Parcela B		(67.300.090)		-3,96%	
Reversão de créditos associados às RENs 414/2010 e 376/2009		364.039,16		0,02%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				9,37%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				6,93%	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E

Fls. 6 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

19. O gráfico 1 abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

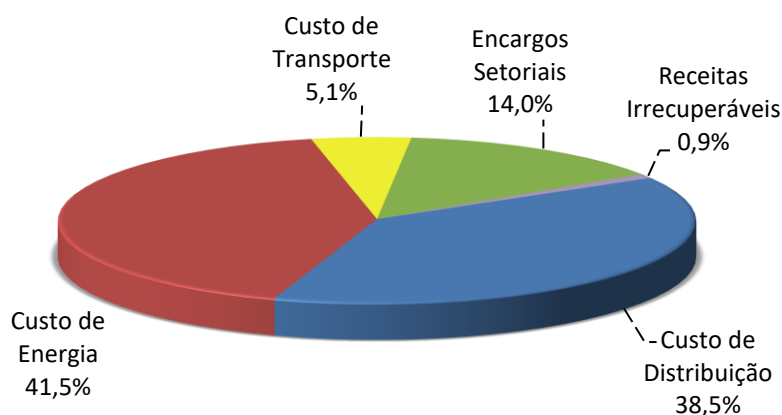


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

20. Já o gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 20,07% para o ICMS e 6,25% para o PIS e COFINS (total de 26,32% por dentro), o que equivale a uma majoração de 35,72% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

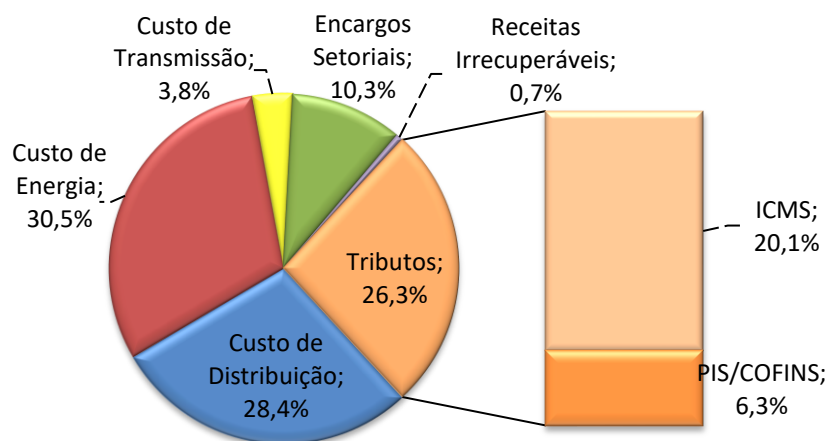


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

21. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da área de concessão da ERO nos últimos dez anos, 40,39%, comparada com a variação do IGP-M (133,27%) e IPCA (79,74%) no mesmo período.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 7 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

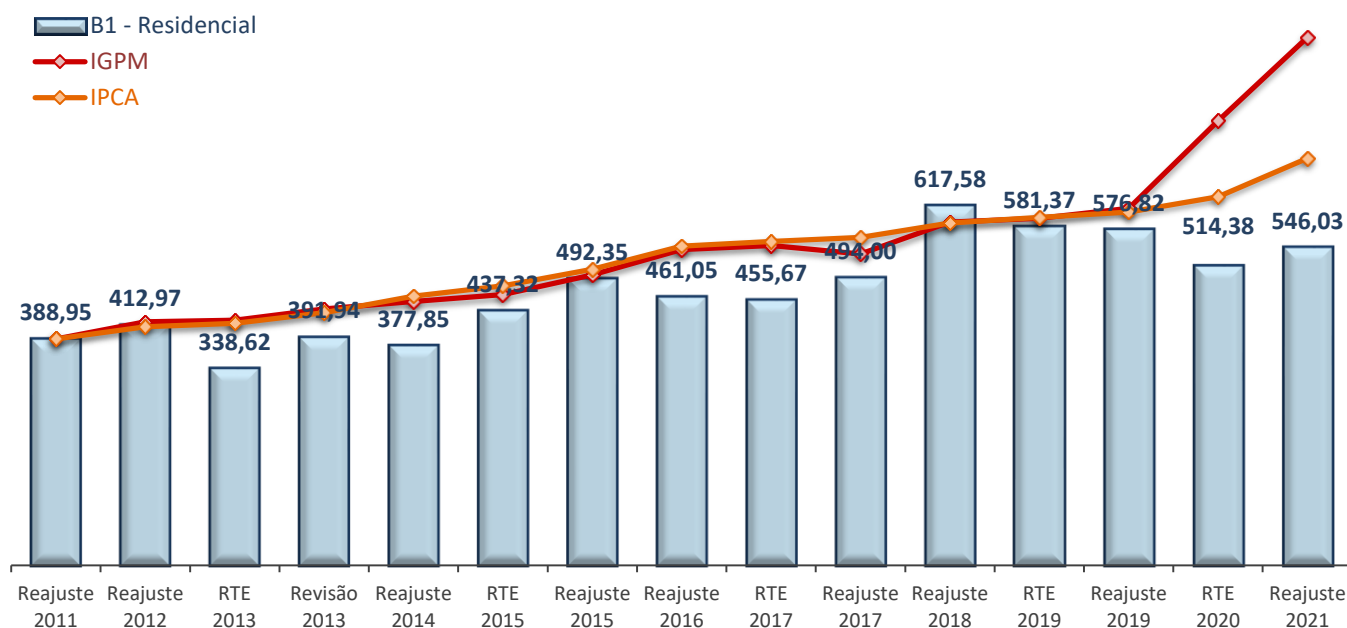


Gráfico 3: Evolução da tarifa Residencial B1 (2011-2021)

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

22. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

23. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ERO é de dezembro/2020 a novembro/2021.

IV.3. Receita Anual

24. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 1.699.619.098, conforme demonstrado na Tabela a seguir.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 8 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.139.797	1.624.252.548
A3 (69 kV)	34.019	9.513.139
A3a (30 kV a 44 kV)	25.975	10.823.614
A4 (2,3 kV a 25 kV)	571.133	247.298.610
BT (menor que 2,3 kV)	2.508.669	1.356.617.184
Livres A1	-	16
Demais Livres	240.012	46.205.400
Distribuição	6.150	683.629
Geração	-	28.477.505
Total	3.385.959	1.699.619.098

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

25. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.326.375	2.434.480	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	69.912.692	182.294.365	REH 2.864/2021 e DSP 939/2021
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	35.926.272	24.957.046	DSP nº 2.690/2021
PROINFA	22.511.218	29.123.785	ReH 2.815/2020
P&D e Eficiência Energética	14.739.692	14.565.861	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	145.416.249	253.375.537	

26. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 6,35%. Nesse ponto, destaca-se a inclusão, a partir dos processos tarifários de 2021, de componente nova do Encargo CDE, aqui denominado CDE - Conta COVID, referente ao pagamento do empréstimo da Conta-Covid, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras em 2020. Os efeitos, neste processo, decorrentes da parcela de CDE Conta Covid alocada na TE e da parcela da CDE Conta Covid alocada na TUSD são, respectivamente, de 3,24% e 3,37%.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 9 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

IV.4.2. Transmissão

27. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	62.673.767	46.533.404
Rede Básica Fronteira	21.850.182	29.756.914
Rede Básica ONS (A2)	294.904	316.217
Rede Básica Export. (A2)	11.585.746	12.409.373
Conexão	1.952.870	3.431.184
Total dos Custos de Transporte	98.357.469	92.447.091

28. Os Custos de Transmissão tiveram uma variação de -6,01% correspondem a um efeito médio de -0,35%. Destacam-se os custos com a Rede Básica e Rede Básica Fronteira, com impacto conjunto de -0,48%, devido à aplicação das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2021-2022, publicadas por meio das Resoluções homologatórias nº 2.896/2021 e 2.895/2021, respectivamente.

29. Destaca-se o reflexo do reperfilamento da remuneração dos ativos não depreciados referente a Rede Básica de Sistema Existente (RBSE) nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e nas novas Receitas Anuais Permitidas (RAPs) das concessionárias de transmissão.

30. Explica-se que o reperfilamento da dívida em questão¹⁰ permitiu um menor pagamento do saldo devedor da RBSE nos ciclos tarifários de 2021-22 e 2022-23, período em que se espera uma pressão tarifária maior, e um pagamento uniforme a partir do ciclo tarifário 2023-24 até 2027-28, quando se encerra o pagamento.

¹⁰ A RBSE corresponde às instalações de transmissão existentes em 31 de dezembro de 2000, sobre cujos ativos, conforme Parecer da Procuradoria nº 00347/2020/PFANEEL/PGF/AGU (SIC 48516.002928/2020-00) de 18 de novembro de 2020, deve incidir remuneração do custo de capital, tratada nos arts. 1º, §3º, da Portaria MME 120/2016 e 4º, §3º, da REN 762/2017, até 1º de julho de 2020. A diferença entre a remuneração indicada e a remuneração até então aplicada por força de decisões judiciais liminares (IPCA), as quais foram cassadas, resultou em passivo financeiro o qual foi incorporado aos custos de transmissão para o período entre julho de 2020 até julho de 2028. Com o reperfilamento dos custos associados à RBSE, o pagamento desse passivo é reduzido no período entre julho de 2021 e julho de 2023, mediante a compensação nos anos subsequentes.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 10 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

31. Cabe aqui registrar que a ERO apresentou pleito relativo à consideração de ajuste em MUST nas competências de 03/2020 a 05/2020. Na análise do pedido, a SGT destaca que tal solicitação não deve ser atendida em virtude das instalações da SE JARU terem entrado em operação com pendências impeditivas por parte da própria distribuidora, conforme referências a seguir:

- TLR-TONS/1/4/2021;
- TLR-TONS/2/4/2021;
- TLR-TONS/3/4/2021;
- DITTLR-TONS/1/4/2021; e
- DITTLR-TONS/2/4/2021.

32. Nesse caso, cumpre atender o definido nas Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, com aprovação pela Resolução Normativa nº 905/2020, com extrato abaixo:

MÓDULO 3

5.13. Os pagamentos dos encargos e as demais obrigações do CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – CUST e do CCT dos pontos de contratação associados a FT ou GRUPO DE FT com TLR emitido com PIT serão devidos, a partir da data especificada no TLR, pelos terceiros responsáveis pelas pendências impeditivas, sendo que:

a) os pagamentos dos encargos de que trata este item não serão repassados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD das DISTRIBUIDORAS responsáveis por PIT.
(Marcações nossas)

33. Da mesma forma, os custos com Encargos de Conexão foram repassados à tarifa do consumidor apenas após a conclusão das pendências, ficando o período anterior à conclusão definido para pagamento à transmissora sem cobertura tarifária.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50

Fls. 11 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

34. Quanto às perdas não técnicas, aplica-se no atual processo tarifário o disposto no Contrato de Concessão 02/2018¹¹, inciso III da Subcláusula Terceira da Clausula Vigésima¹², que estabelece o percentual de 19,99% sobre o mercado de baixa tensão até a primeira revisão tarifária ordinária.

35. Relativamente às perdas técnicas, tendo em vista que o contrato de concessão não define um novo valor, foi considerado o percentual definido na 3ª revisão tarifária ordinária (REH 1.657/2013) e na REH 2.349/2017¹³, correspondente a 11,15% sobre o mercado injetado. Complementarmente, para o cálculo das perdas técnicas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses, correspondendo a 2,21%.

36. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da ERO.

Tabela 7: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	19,99%	19,99%	Contrato de Concessão 002/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	11,15%	11,15%	REH 1.657/2013; REH 2.349/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,21%	2,21%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.508.669	2.508.669	SAMP

37. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da ERO para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

¹¹ Documento SIC nº 48575.005284/2018-00.

¹² A cláusula vigésima trata das disposições transitórias.

¹³ REH 2.349/2017: Homologação dos parâmetros regulatórios a serem utilizados nos processos tarifários das Distribuidoras Designadas, definidas nos termos da Resolução Normativa nº 748/2016 e nos processos subsequentes.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 12 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 8: Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	3.139.797	3.139.797
Fornecimento	3.139.797	3.139.797
Consumidores Livres	246.162	246.162
Perdas Totais	1.080.425	1.080.425
Perdas Rede Básica	91.098	91.098
Perdas na Distribuição	989.327	989.327
Perda Não Técnica	501.483	501.483
Perda Técnica	487.844	487.844
Energia Requerida	4.220.222	4.220.222

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

Tabela 9: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.821/2020
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.902/2021
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT
Bilaterais	Montante e preço	Memorando nº 184/2021-SRM/ANEEL

38. A Tabela a seguir demonstra o resumo dos contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E

Fls. 13 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.609.553	2.366.795	196,51	465.095.499
Existente - CCEAR-DSP	45.305	66.619	289,34	19.275.436
Existente - CCEAR-QTD	37.578	55.257	175,13	9.677.367
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	618.777	909.892	255,30	232.295.863
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	364.516	536.008	157,74	84.548.949
Madeira e Belo Monte	543.377	799.018	149,31	119.297.883
Bilaterais	198.928	292.517	272,33	79.662.074
Energia Base	1.085.951	1.560.910	130,89	204.309.551
Cota Angra I/Angra II	119.078	175.101	249,64	43.712.211
Cotas Lei n.º 12783/2013	890.469	1.309.405	122,65	160.597.340
PROINFA	76.404	76.404	-	-
Total	2.894.431	4.220.222	177,49	749.067.124

39. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a ERO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$749.067.123,94 e levaram a uma variação no efeito médio de -1,78%.

40. Cabe reportar que em análises realizadas no âmbito da SGT ao longo desse processo tarifário, foi verificado que a distribuidora apresentava provável exposição devido ao fim de contratos de compra de energia em relação ao ciclo anterior, em especial CCEARs por disponibilidade e bilaterais.

41. Consultada sobre o assunto, a ERO reportou, em mensagem eletrônica, que apresentava exposição para o ano de 2022, porém, foi ajustado o seu nível de cobertura contratual mediante aquisição de energia via mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova (MCSD EN), ocorridos ao longo do ano de 2021, visando o ano de 2022 (MCSD EN A-1).

42. Em análise complementar efetuada nessa SGT, constatou-se que a alteração informada pela ERO quanto ao perfil de contratação da distribuidora para 2022 levava à cobertura contratual de energia para o período.

43. A Tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 14 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	533.485	45.305	-91,51%	287,87	289,34	0,51%
Existente - CCEAR-QTD	329.965	37.578	-88,61%	168,36	175,13	4,02%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	586.205	618.777	5,6%	220,14	255,30	16,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	364.516	364.516	0,0%	149,58	157,74	5,5%
Madeira e Belo Monte	543.377	543.377	0,0%	137,46	149,31	8,6%
Cota Angra I e Angra II	120.951	119.078	-1,5%	269,75	249,64	-7,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	866.580	890.469	2,8%	114,76	122,65	6,9%
Bilateral	461.618	198.928	-56,9%	254,52	272,33	7,0%
Proinfa	72.902	76.404	4,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	340.624	1.325.791	289,2%	183,08	180,77	-1,3%
TOTAL	4.220.222	4.220.222	0,0%	184,67	177,49	-3,9%

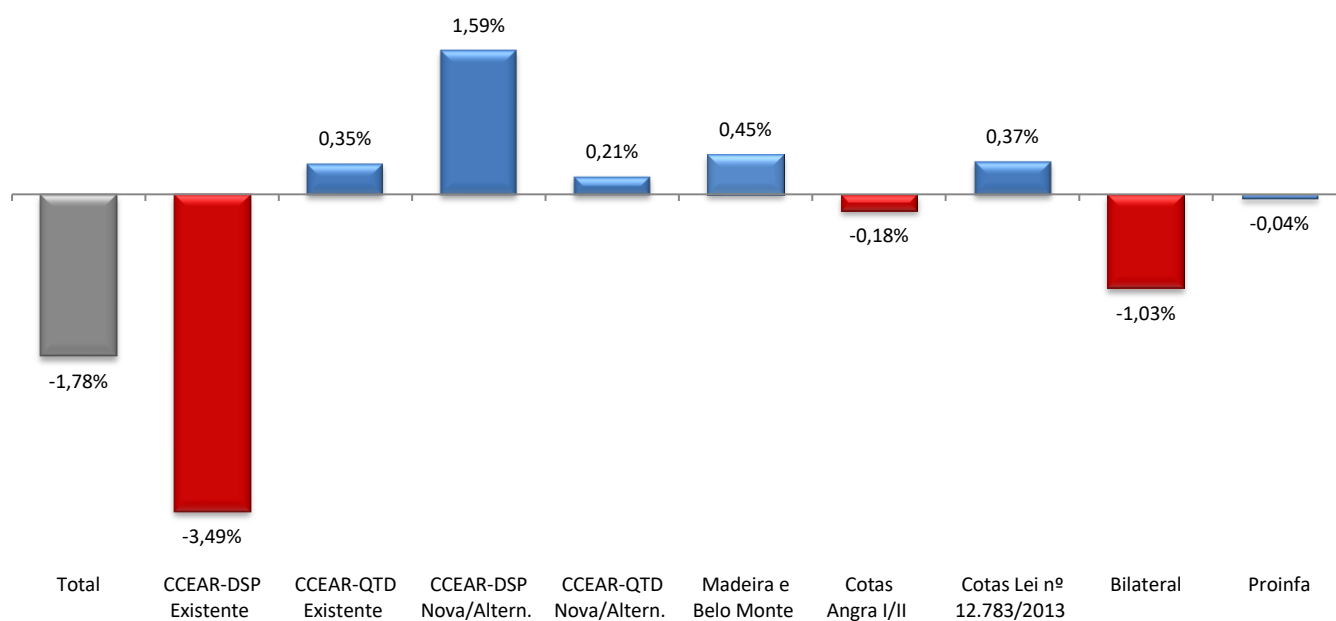


Gráfico 5: Comparação da variação do custo de energia

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis

44. Para a ERO, os percentuais e valores de receitas irre recuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 15 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 12: Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	823.977.847	0,86%	10.232.880
Industrial	153.483.505	0,50%	1.114.674
Comercial	311.795.361	0,48%	2.178.366
Rural	210.931.851	0,81%	2.475.539
Iluminação Pública	51.037.277	0,01%	7.413
Poder Público	91.657.486	0,11%	149.108
Serviço Público	24.926.868	0,01%	3.259
Demais	31.808.902	0,00%	-
TOTAL	1.699.619.098	-	16.161.240

45. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da ERO é de R\$16.161.240, contribuindo para o efeito médio de 0,19% no atual reajuste.

IV.5. PARCELA B

46. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	663.559.784	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,02037	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	643.945.510	SGT/ANEEL
(4) IPCA	10,38%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-0,60%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Contrato de Concessão 002/2018
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 2.349/2017
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,60%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	18.635.471	
(6.1) Outras Receitas (OR)	10.763.936	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	4.580.549	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	3.290.986	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	696.048.795	

47. Registramos que no cômputo da Parcela B foi considerado o disposto na Nota Técnica nº 249/2021-SGT/SFF/ANEEL¹⁴, de 05 de novembro de 2021, que trata da “Avaliação do impacto da

¹⁴ Documento SIC nº 48581.001771/2021-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 16 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

segregação dos ativos classificados como Ativos Imobilizados em Curso – AIC, na data-base utilizada como referência para o processo licitatório, constantes da Base de Remuneração Regulatória da Energisa Rondônia Distribuidora de Energia, nos termos da Lei nº 14.120/2021 e da Portaria MME nº 484/2021”.

48. Esse assunto, constante dos autos do processo 48500.007035/2019-83, e, assim como o presente processo, também deve ser deliberado na 46ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL (bloco da pauta).

49. Dessa forma, o valor da Parcela B limpa do ano anterior (RTE 2020) foi ajustada com redução de 4,89%, conforme proposto na citada Nota Técnica, parágrafo 15 e Tabela 2.

50. O cômputo do Fator X restou igual ao valor do componente Q, -0,60%, pois tanto os componentes T, associado à trajetória de eficiência para os custos operacionais, quanto Pd, fator de ajuste de mercado, neste processo tarifário tiveram valor nulo. O componente T, em função do REH 2.349/2017, e o Pd devido ao previsto na Subcláusula terceira da Cláusula vigésima do Contrato de Concessão 02/2018, que estabelece que até a primeira revisão tarifária ordinária esse componente será igual a zero.

51. Em síntese, a atualização da Parcela B representou 1,91% na composição do efeito médio, refletindo o ajuste acima citado referente ao AIC da BRR, bem como a variação acumulada do IPCA, de 10,38% no período de referência, descontada do Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

52. A tabela a seguir consolida os valores dos componentes financeiros:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 17 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	178.067.097	10,48%
CVA em processamento - Transporte	14.669.799	0,86%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	83.983.140	4,94%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(677.379)	-0,04%
Neutralidade de Parcela A- Energia	1.827.446	0,11%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	2.615.493	0,15%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.218.669	0,07%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	2.579.625	0,15%
Sobrecontratação/exposição de energia	(119.300.583)	-7,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	211.156	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	53.631.103	3,16%
Cálculo extraordinário de Bandeira Escassez Hídrica	(49.970.062)	-2,94%
Reversão do Risco Hidrológico	(50.257.755)	-2,96%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Energia	(26.983.106)	-1,59%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento -Transporte	(17.634.551)	-1,04%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Encargos Setoriais	(18.098.765)	-1,06%
Reversão Conta-Covid - Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(25.382.578)	-1,49%
Reversão Conta-Covid - Neutralidade de Parcela A	(10.564.703)	-0,62%
Reversão Conta-Covid - Sobrecontratação	(101.990.519)	-6,00%
Reversão Conta Covid - Parcela B	(67.300.090)	-3,96%
Reversão de créditos associados às RENS 414/2010 e 376/2009	364.039	0,02%
Total	(148.992.525)	-8,77%

53. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de -8,77% no atual reajuste da ERO. Destaca-se, com valores positivos, a CVA Energia em processamento com efeito de 10,48%, em decorrência da diferença entre cobertura concedida no último processo tarifário e custos com aquisição de energia efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA, em especial, dos custos relacionados ao risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas.

54. Destaca-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

Mitigação dos efeitos tarifários

55. Conforme reportado no início desta Nota Técnica, foram estudados e elaborados mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 18 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos, juntamente com a reversão dos valores transferidos à ERO no âmbito da Conta COVID, foram incorporados a esse processo tarifário, contribuindo substancialmente para a redução tarifária e estão detalhados abaixo.

Reversão dos valores da Conta COVID

56. Merece destaque os financeiros negativos relacionados à reversão dos valores transferidos para a ERO de recursos da Conta COVID. Os montantes em questão equivalem a todo o saldo remanescente, não revertido aos consumidores no processo tarifário de 2020, do empréstimo obtido pela concessionária. Esse saldo, cujo valor atualizado pela SELIC representa **R\$ 267.954.312**, resultou em um impacto estimado de **-15,77%** neste reajuste tarifário.

Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (RENs nº 414/2010 e 376/2009)

57. Contribuiu para a mitigação do efeito tarifário os valores, a serem revertidos à modicidade tarifária, associados RENs nº 414/2010 e 376/2009. Trata-se de recursos recebidos pela distribuidora associados: (i) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº414/2010; (ii) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no § 6º do Art. 88 da REN nº 414/2010; e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 376/2009.

58. Instada a se manifestar a respeito dessas receitas, por meio do Ofício nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL, a concessionária informou que o volume contabilizado até dezembro/2020, conforme reportado no parágrafo 10, o qual atualizado representa **R\$364.039**, contribuindo para redução do efeito em **-0,02%**.

59. Cumpre ressaltar que o valores informados pela concessionária passarão por fiscalização da ANEEL, cabendo eventual adequação nos próximos processos tarifários.

Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica.

60. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), mediante a Resolução nº 3/2021¹⁵, estabeleceu a Bandeira Escassez Hídrica no valor de R\$ 142,00/MWh, com aplicação de setembro/2021 a abril/2022.

¹⁵ Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/resolucoes-da-creg> >> Resolução nº 3 da CREG.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 19 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

61. Na definição do adicional, além do custo futuro, a CREG considerou o déficit acumulado pelas distribuidoras perante a Conta Bandeiras, valor que seria recuperado por meio das receitas de bandeiras durante a vigência da Bandeira Escassez, conforme abaixo.

Art. 1º Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que implemente patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, no valor de R\$ 142,00/MWh (cento e quarenta e dois reais por megawatt-hora), que inclui, além dos valores já homologados pela Aneel:
(...)

III - os custos não cobertos pela sistemática das bandeiras necessários para equilibrar receitas e despesas ao final do ciclo vigente das Bandeiras Tarifárias.

62. Desta forma, a Bandeira Escassez Hídrica tem por objetivo cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não seja transferido para as tarifas, mas que seja recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras.

63. É consagrado que os componentes financeiros são direitos ou obrigações das concessionárias relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário. Eles são apurados pela ANEEL a cada período tarifário e são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários.

64. No processo da ERO, conforme estabelecido no PRORET, a CVA foi calculada considerando as diferenças entre receitas e custos arcados com a aquisição da energia até a referência de julho. Nessa apuração, os custos foram superiores as receitas e o efeito financeiro da CVA será positivo, ou seja, uma tarifa mais elevada.

65. Ocorre que, parte dos custos apurados na CVA são relativos ao déficit acumulado pela distribuidora na Conta Bandeiras e que foram considerados na definição da bandeira escassez hídrica, que contemplou as ações da CREG até então realizadas e o déficit existente à época.

66. Assim, com o propósito de compatibilizar esses dois modelos (bandeira escassez e CVA) e neutralizar nos processos tarifários os custos já considerados na Bandeira Escassez Hídrica, propõe-se um tratamento excepcional nos processos tarifários de outubro/2021 a junho/2022, a fim de expurgar dos processos tarifários os custos que serão arcados pela bandeira escassez hídrica.

67. Desse modo, o tratamento proposto terá o seguinte operacional, no processo tarifário vigente, será considerado um componente financeiro negativo, para expurgar o efeito dos custos não cobertos pelas Bandeiras e que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez. No processo tarifário subsequente, tal componente será revertido, devidamente atualizado pela Taxa Selic.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 20 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

68. Por fim, reiteramos que essa ação é necessária para compatibilizar a aplicação da Bandeira Escassez Hídrica e a recuperação dos custos via tarifa. Como consequência, no presente processo tarifário, está sendo considerado o financeiro negativo correspondente, de **R\$ 49.970.061,96**, dividido em componentes de Energia e ESS, que contribuem para redução do efeito médio de **2,94%**, conforme indicado na Tabela 14.

Bandeiras tarifárias

69. Ademais, é importante destacar que a receita proveniente da aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias amarela e vermelha e dos repasses da conta bandeiras no período contribuiu para que a tarifa da ERO não sofresse aumento adicional médio de 7,78%.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

70. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2021 a novembro/2022, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de dezembro/2020 a novembro/2021.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	110.434	1.126.485	1.236.919
Subsídio Geração Fonte Incentivada	123.289	793.463	916.752
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	2.568	122.792	125.360
Subsídio Rural	157.147	1.996.266	2.153.412
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(48.418)	175.426	127.008
Total	345.018	4.214.432	4.559.451

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

71. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sexta do Contrato de Concessão nº 002/2018.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 21 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

VII - DA CONCLUSÃO

72. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 002/2018, no que consta do Processo nº 48500.005030/2020-50 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da ERO, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 6,93% sendo de 6,85% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 6,95% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da ERO;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50

Fls. 22 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

73. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

(Assinado digitalmente)
RICARDO MARTINS
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CRISTINA SCHIAVI NODA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador de Processo Tarifário de Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(*) Relação de participantes da SGT na elaboração desta Nota Técnica consta de tabela na página seguinte.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E

Fls. 23 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Equipe	Atividade
Francisco de Mattos Faé Leonardo de Araújo Silva Ricardo Martins Cecília Magalhães Francisco	Coordenador - Processos Tarifários Coordenador Adjunto - Processos Tarifários Técnico Responsável
Robson Kuhn Yatsu Diego Luis Brancher Flávia Lis Pederneiras	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes Cristina Schiavi Noda Fabiano Costa Camilo Vinícius Menezes Rodovalho	Coordenador – Encargos e Comercialização - CVA Contratos CCEAR Descontratações - REN 711/2016
Aline Moura de Melo Souza	Encargos de Transmissão

ANEXO I –METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO DO MCP

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E

Fls. 24 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

ANEXO I –METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹⁶, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0	24/02/2017
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3	27/05/2019
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0	28/12/2018
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016

¹⁶ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 25 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses dos custos de Compra de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0	26/12/2018
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9	01/06/2020
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	23/03/2015

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

5. Segundo descrito na da Cláusula Sexta do Aditivo ao Contrato de Concessão, conforme parágrafo 1 deste Anexo, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

6. A Parcela A é a parcela da receita que contempla os custos referentes aos seguintes itens: (i) Encargos Setoriais; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iv) Receitas Irrecuperáveis;

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

8. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 26 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

Fator X: Nos processos de revisão tarifária ordinária serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

Mercado de Referência: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso.

9. A aludida Cláusula Sexta do citado termo aditivo estabelece que nos reajustes e revisões tarifários ordinários a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da distribuidora, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

10. O período de referência para o reajuste anual corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de reajuste.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 27 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2A, 3.2A, 3.3A e 3.4A do PRORET.

III.3.1. Encargos Setoriais

14. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda;
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;
- promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelo Sistema Interligado Nacional - SIN;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 28 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

- prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013); e
- prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

15. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

a) quota anual de CDE Uso. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

b) quota anual da CDE – Conta COVID (Art. 3º-A do Dec. 10.350/2020). Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que aderiram à Conta COVID, nos termos da REN 885/2020, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de energia elétrica e nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta COVID, em atendimento ao Decreto nº 10.350, de 18/05/2020, e nos termos na Resolução Normativa nº 885, de 23/6/2020.

O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2021. A definição desse encargo tarifário para cada distribuidora está vinculada aos recursos recebidos da Conta COVID.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 29 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET;

v) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.** Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN;

vi) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE; e

III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

16. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

17. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 30 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

18. Os **Custos de Rede Básica** referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

19. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto as tarifas são fixadas pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória.

20. Os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo consideram as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão e são fixados pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória específica.

21. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

22. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

23. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 31 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

24. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

25. **O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

26. **O Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

III.3.3 Compra de Energia

27. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

28. A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “*deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada*”.

29. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 32 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

30. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

- *Contratos Bilaterais* são contratos de livre negociação entre os agentes, dos quais fazem parte: os contratos para atendimento do Sistema Interligado Nacional, realizados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado, realizados antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009; os contratos firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010; , os contratos de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004; os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano;
- *Contratos de Leilões (CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;
- *Leilões de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;
- *Cotas do PROINFA*: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- *Cotas das Concessões Renovadas*: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 33 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria de concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano ou de concessionária que atende o Sistema Isolado, conforme Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto;

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

31. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (técnicas e não técnicas na distribuição e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

32. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

33. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 34 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica¹⁷.

34. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

35. O Art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

36. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

37. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁸ considerando o período de referência em questão.

38. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

39. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2A do PRORET.

¹⁷ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

¹⁸ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 35 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

40. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1A do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\}$$

Onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR : receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI ;

Financeiros : Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

$\text{Receita de Bandeiras}$: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C , do grupo ao qual pertence à empresa.

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

41. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, VPB_0 . Dessa forma, o valor final de aplicação da Parcela “B” na Data do Reajuste em Processamento, VPB_1 , são calculados da seguinte forma:

$$VPB_0_i = TUSD_{\text{fio B vigente}} \times \text{Mercado Ref}$$

$$VPB_1_i = VPB_0_i \times \text{Fator } Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

VPB_0_i : Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

$TUSD_{\text{fio B Vigente}}$: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso;

VPB_1_i : Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 36 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Fator Pb_{i-1} : Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de Receita Irrecuperável e inclui os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior,

OR_{DR1} : Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

UD, ER_{DR1} : Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o Submódulo 2.1A.

42. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0), de modo a retirar os efeitos da presença do componente Receitas Irrecuperáveis (RI) na Parcela B e isolar os efeitos das parcelas correspondentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), que são apurados considerando o que for efetivamente realizado.

43. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator Pb_{i-1} , definido como:

$$\text{Fator } Pb_{i-1} = \frac{VPB1_{i-1} + OR, UD, ER_{i-1}}{VPB1_{i-1}}$$

Onde,

VPBRI-1: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

OR, UD, ER_{i-1} : Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

44. O Fator X^{19} , definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

45. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras.

¹⁹ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 37 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

46. E o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2A – Custos Operacionais do PRORET.

47. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

48. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET²⁰.

49. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

i) **Neutralidade dos itens da Parcela A:** O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”.

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.
- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

²⁰ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 38 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

ii) **A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.** Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic²¹.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia. A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

²¹ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 39 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

iii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET²², aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

v) Demais Componentes Financeiros: Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo de reajuste tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

50. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

51. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

52. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

53. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da CVA^{ENERGIA}, da CVA^{ESS/EER} da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

²² http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 40 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

54. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

55. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

56. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

57. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016²³, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

58. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

²³ Publicada em 16 de junho de 2016.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 41 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO DO MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET²⁴. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	5.706.556,54	0,00	5.706.556,54	5.995.465,74	6.238.299,46
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	19.498.693,27	-5.875.786,37	13.622.906,89	14.098.758,90	14.669.799,45
Compra de Energia	34.627.131,51	133.023.628,48	167.650.759,99	171.135.609,50	178.067.097,02
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	6.018.902,37	0,00	6.018.902,37	6.178.303,84	6.428.543,03
ESS	68.325.165,06	-1.409.477,60	66.915.687,46	68.540.220,15	71.316.297,45
CVA Total	134.176.448,75	125.738.364,50	259.914.813,25	265.948.358,14	276.720.036,41

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 7,65%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 16,28% e está detalhado no gráfico a seguir:

²⁴ Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 42 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

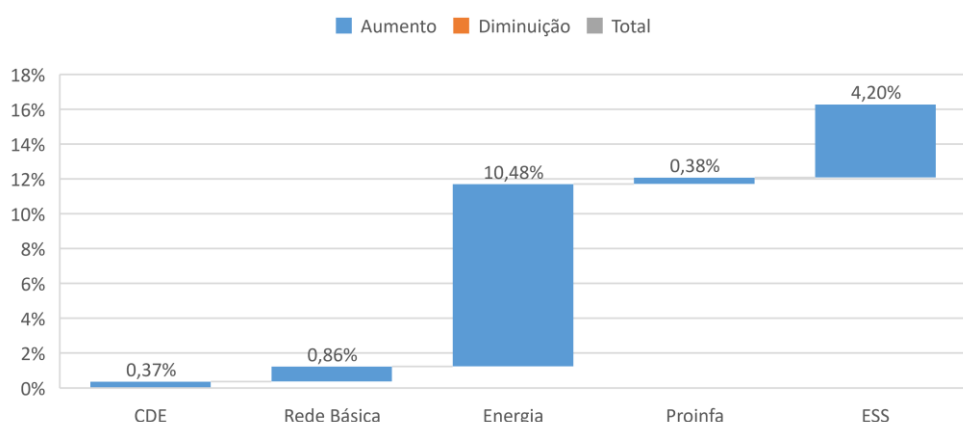


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 7,78% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação onde $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 43 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela II.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-20	3.799.748,54	2.540.532,70	-	-	29.843,27
nov-20	6.861.179,73	-	-	-	134.812,83
dez-20	12.364.994,73	-	-	-	69.190,61
jan-21	11.337.457,10	-	-	-	30.180,70
fev-21	6.959.254,47	286.476,24	-	-	66.901,27
mar-21	6.270.820,26	2.689.412,53	-	-1.099.614,98	154.536,04
abr-21	4.109.464,65	3.468.489,59	-	-955.482,98	68.846,19
mai-21	2.449.258,60	3.014.719,43	-	-50.594,63	21.193,89
jun-21	11.858.004,38	791.165,10	-	-	329.991,32
jul-21	6.202.754,84	-	-1.898.398,37	-	951.004,02
ago-21	11.816.619,23	-	-8.059.204,71	-	2.233.147,28
set-21	22.947.716,28	-	-8.337.909,23	-	603.171,43
	-	-	-	-	-
Total	106.977.272,81	12.790.795,59	-18.295.512,31	-2.105.692,59	4.692.818,85

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos II.2, II.3 e Tabela II.3.

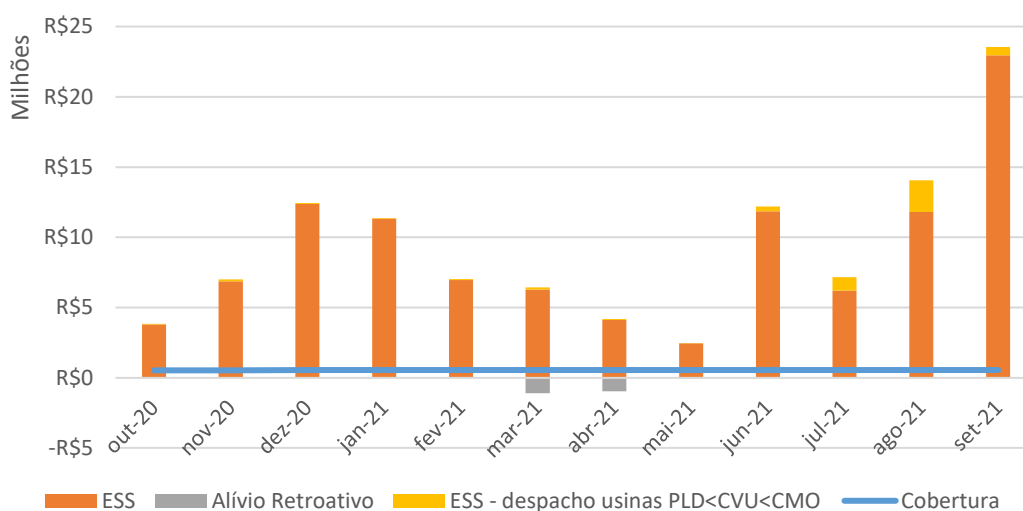


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 44 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

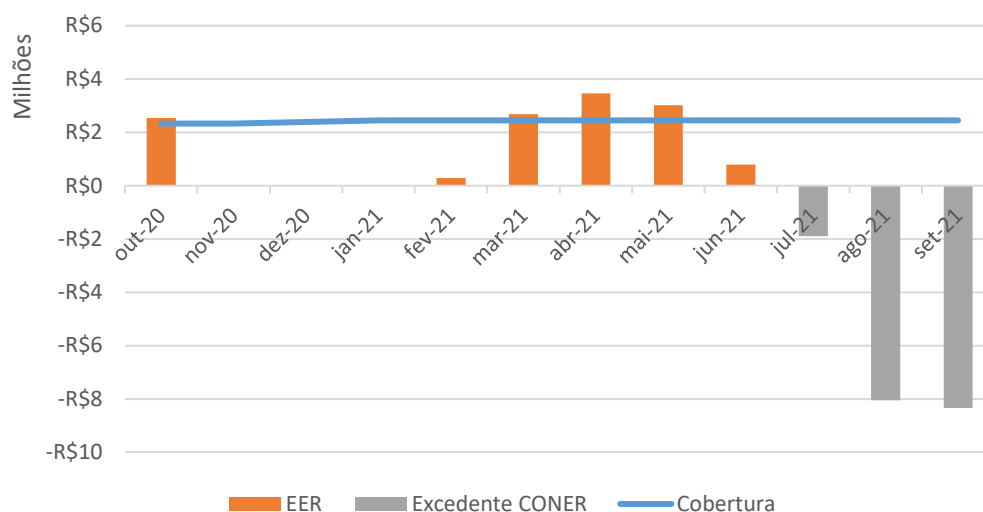


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

Tabela II.3 – Comparativo dos valores totais de cobertura e pagamento de ESS e EER

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	109.564.399,07	6.619.184,84	102.945.214,23
EER	(5.504.716,72)	29.115.332,45	(34.620.049,17)

Compra de Energia

8. A tabela a seguir apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 45 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela II.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.300.178	27,0%
CCEAR-D	1.120.972	23,3%
MCSD	37.821	0,8%
CCEN	119.464	2,5%
PROINFA	75.012	1,6%
BILATERAL	593.511	12,3%
CCGF	839.637	17,5%
MCSD EN	721.319	15,0%
Total	4.807.914	100,0%

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurada pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura tarifária concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

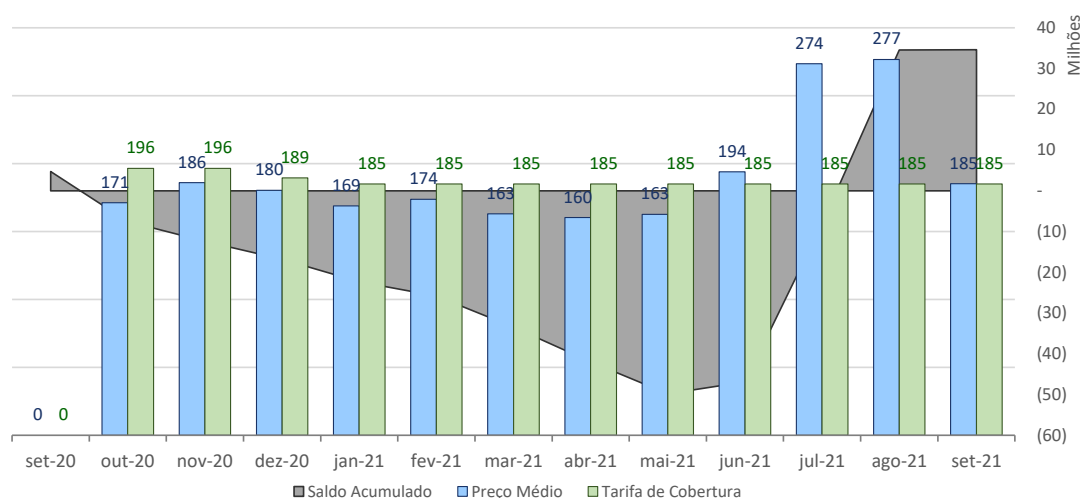


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

10. A Tabela II.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela II.6 apresenta os deltas, dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 46 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

11. Sobre os preços de julho e agosto de 2021, destaca-se que estes tiveram forte impacto dos pagamentos do CCEAR-D referente ao 20 Leilão de Energia Existente (produto 2020-2022).

Tabela II.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 3.362.313,16
Recontabilização da Glosa de Perdas	540.447,51
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	2.744,29
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	55.007.269,55
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.356.063,47
Exposição entre Submercados	17.434.493,24
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	71.580.573,16
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	118.234.099,05
Demais Itens	- 2.955.376,33
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 170.040,20
MAC - Energia	1.383.206,09
Recontabilização dos MAC - Energia	- 23,48
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 126.027.514,71
Ressarcimentos	-
Total	133.023.628,48

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 64.564,07
Efeito do CCGF	- 114.717,05
Efeito do CCEN	3.000,88
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	88.832,55
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 82.592,51
Total	- 170.040,20

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 47 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

12. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados por meio dos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

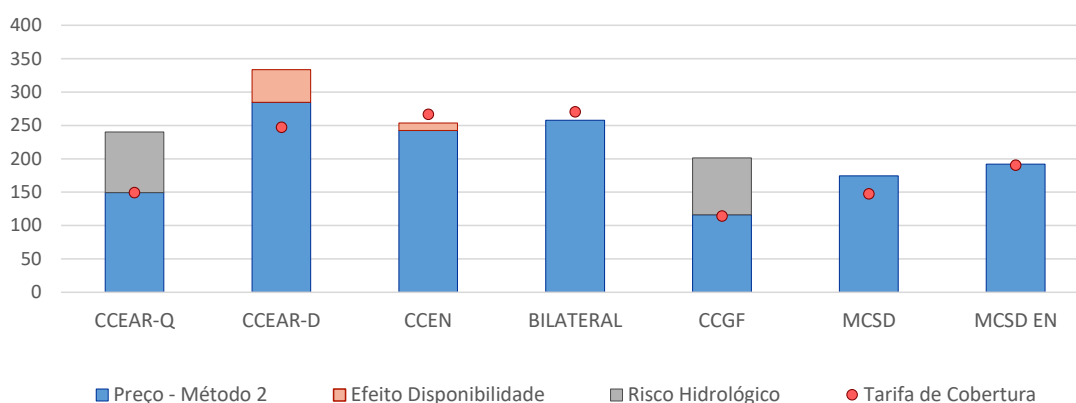


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 10,48% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

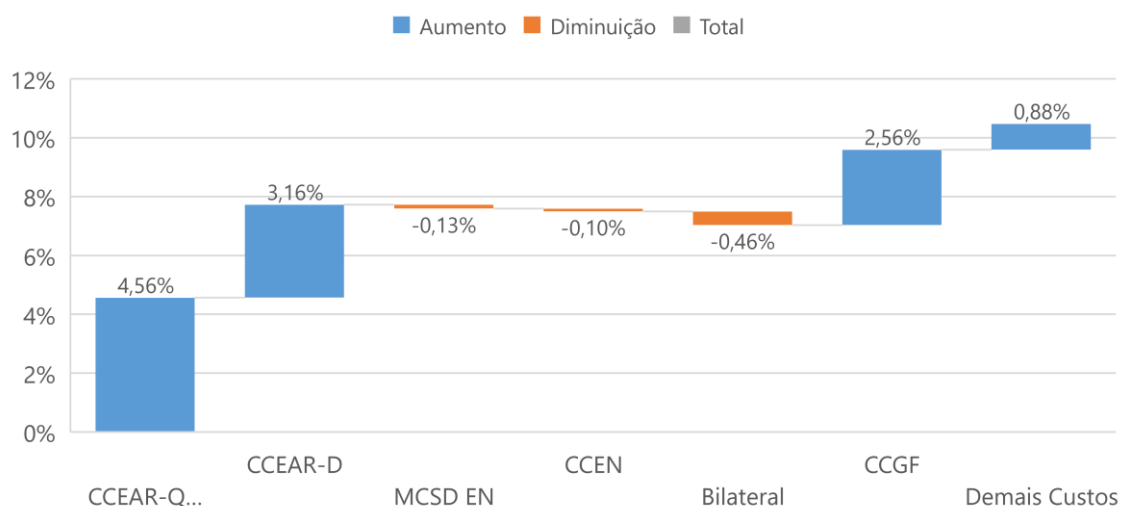


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 48 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

14. Já tabela a seguir apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

Tabela II.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segregado em Método 2 e 3

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,64%
CCEAR-Q/MCSD	0,04%
MCSD EN	-0,13%
CCEN	-0,18%
Bilateral	-0,46%
Método 3	11,11%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	10,15%
Demais Custos	0,88%
Total	10,48%

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

Glosa de Energia

15. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real superior à energia requerida regulatória, houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 49 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela II.8 – Comparativo entre a carga real e a energia requerida regulatória

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-20	296.439	399.474	384.279	15.194	189,67	196,42	-102.509
nov-20	277.052	380.141	365.682	14.459	202,56	196,42	88.805
dez-20	283.344	366.559	352.616	13.942	202,68	189,47	184.238
jan-21	232.625	345.486	332.345	13.141	208,63	185,08	309.431
fev-21	233.902	320.293	308.111	12.183	206,11	185,08	256.226
mar-21	229.826	349.392	336.102	13.289	182,37	185,08	-36.012
abr-21	255.142	352.996	339.570	13.426	179,77	185,08	-71.321
mai-21	254.308	356.910	343.335	13.575	194,64	185,08	129.812
jun-21	254.927	341.044	328.072	12.972	220,68	185,08	461.796
jul-21	246.733	352.671	339.257	13.414	243,77	185,08	787.235
ago-21	272.773	409.497	393.922	15.576	248,07	185,08	981.057
set-21	291.021	391.927	377.019	14.907	210,14	185,08	373.555
Total	3.128.093	4.366.390	4.200.311	166.079	207,72	187,47	3.362.313,16
% perda s. mercado venda		39,59%	34,28%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/10/2020 e 01/09/2021, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -119.698.121,87 a preços de dezembro/2021.
- Para o ano civil de 2020: Sobrecontratação de energia de 179.356,36 MWh, que representa 4,28% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 318.939,59.

17. Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 50 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

R\$ -119.300.583,35, já atualizado para preços de dezembro/2021, com impacto de -7,02% no reajuste das tarifas.

18. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

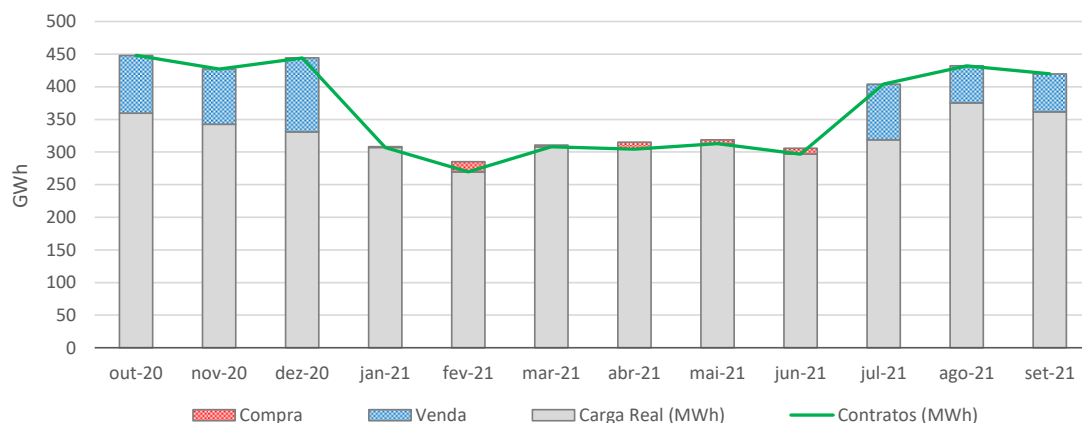


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

19. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo²⁵ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

²⁵ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 51 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

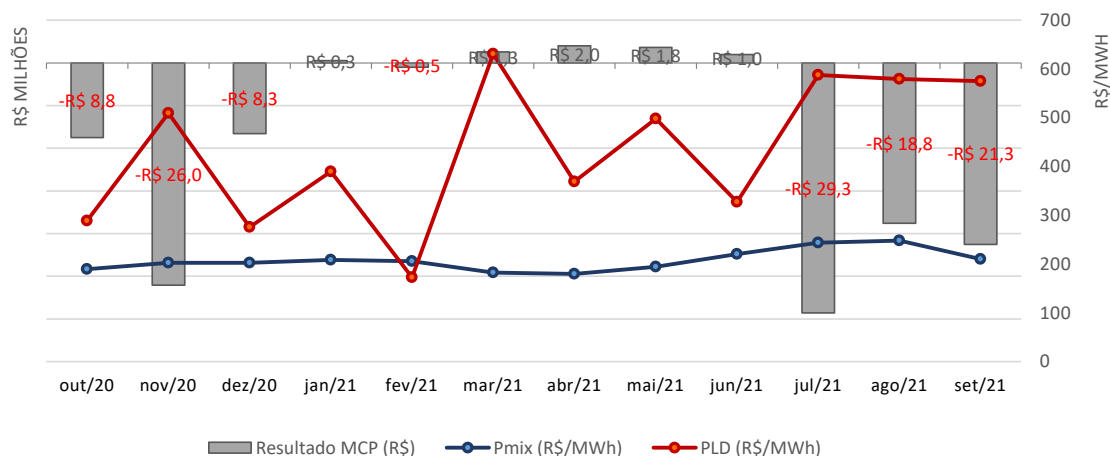


Gráfico Il.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

20. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta Bandeira, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 52 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela II.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeira

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	10,15%
Risco Hidrológico de CCGF	2,46%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	4,53%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	3,16%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,96%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,20%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,76%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-1,72%
Resultado MCP	-R\$119.300.583,35
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$18.769.797,57
ESS + CONER	R\$71.316.297,45
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	5,47%
Risco Hidrológico de CCGF	0,96%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	2,11%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	2,40%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

21. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 5,47%.

22. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 5,80%²⁶.

²⁶ A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 53 Nota Técnica nº 281/2021-SGT/ANEEL, de 02/12/2021.

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,64%
CCEAR-Q/MCSD	0,04%
MCSD EN	-0,13%
CCEN	-0,18%
Bilateral	-0,46%
CCGF	0,10%
Método 3	6,44%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	5,47%
Demais Custos	0,88%
Total	5,80%

* Efeito conjugado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

23. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.005030/2020-50



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

RICARDO MARTINS, CRISTINA SCHIAVI NODA, LEONARDO DE ARAUJO SILVA, FRANCISCO DE MATTOS FAE, DAVI ANTUNES LIMA

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 509F4DDE0062D32E